

Berlin, 22.04.2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Positionspapier

Zusammenfassung von besonderen Solaranlagen und PV-Freiflächenan- lagen (PV-FFA) entlang von Ver- kehrswegen

Versionsnummer: 1.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Hintergrund	3
2	Herausforderung	4
2.1	Künstliche Flächenversiegelung	4
2.2	Risiken bei der Vergütungsfähigkeit.....	5
2.2.1	Hürde bei PV-Anlagen unter der Ausschreibungsgrenze	5
2.2.2	Wegfall der EEG-Förderung durch Überschreitung der maximalen Gebotsgröße	6
2.2.3	Herausforderung in der Projektentwicklung und Netzanschlussreservierung	6
2.2.4	Mangelnde Informationen bezüglich bereits geplanter Vorhaben	7
3	Politische Relevanz	8
4	Anpassungsvorschlag.....	9

1 Hintergrund

Angesichts des ambitionierten politischen Ziels, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 80 Prozent bis 2030 zu steigern und die installierte Photovoltaikleistung bis 2030 auf 215 GW zu erhöhen, steht der weitere Ausbau der Photovoltaik (PV) in Deutschland vor wichtigen Weichenstellungen. Der effizienten und konfliktarmen Nutzung verfügbarer Flächen kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu. Eine sachgerechte Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen ist entscheidend, um die Akzeptanz der Energiewende vor Ort zu stärken und gleichzeitig Investitionssicherheit für PV-Freiflächenanlagen zu gewährleisten.

Vor diesem Hintergrund sind die Regelungen zur Zusammenfassung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen nach § 24 Abs. 1 und 2 EEG 2023 besonders relevant. Gemäß § 24 Abs. 1 und 2 EEG 2023 werden Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) zur Ermittlung des Förderanspruchs „zusammengefasst“. Dies betrifft nicht nur die Bestimmung des Förderanspruchs selbst, sondern auch die Frage, ob die entsprechenden Anlagen die Schwellenwerte v.a. für die Ausschreibungspflicht nach § 22 EEG 2023, für die Direktvermarktungspflicht nach § 21 EEG 2023 und für die Negative-Preise-Regelung nach § 51 EEG 2023 überschreiten.

In der Praxis problematisch sind vor allem die Zusammenfassungen nach § 24 Abs. 2 EEG 2023. Diese Zusammenfassung richtet sich nach klar definierten Kriterien.

- › Die Anlagen müssen sich für eine solche Zusammenfassung in derselben Gemeinde innerhalb eines Umkreises von zwei Kilometern befinden. Für die Einhaltung der Abstandsregelung gelten die Außenkanten der PV-FFA.
- › Darüber hinaus müssen die Anlagen für eine solche Zusammenfassung innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen werden.

Diese Parameter sind gegenüber denjenigen nach § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2023 bewusst räumlich und zeitlich weiter gefasst und umfassen damit i.d.R. verschiedene PV-Installationen innerhalb derselben Gemeinde.

Zudem darf die maximale Anlagengröße von derzeit noch 20 Megawatt (MW) nicht überschritten werden. Andernfalls entfällt die EEG-Fördermöglichkeit, beziehungsweise es kann für die später innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommene Anlage keine Zahlungsberechtigung nach § 38a EEG 2023 ausgestellt werden, wenn in derselben Gemeinde bereits eine PV-Freiflächenanlage besteht, die die 20-MW-Schwelle überschreitet und innerhalb der letzten 24 Monate in Betrieb gegangen ist, oder die dazu führt, dass die Zubau-Anlage ihrerseits die Schwelle überschreitet.

Die Einhaltung dieser Regelungen wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen der Zuschlagserteilung und der Erteilung der Zahlungsberechtigung geprüft. Ziel der leistungsseitigen Zusammenfassung nach § 24 Abs. 2 EEG 2023 ist es, eine Umgehung der Ausschreibungspflicht und der maximalen Gebotsgröße durch Aufteilung einer PV-Freiflächenanlage in mehrere kleinere Anlagen zu verhindern. Gleichzeitig soll eine übermäßige Ballung von PV-FFAs in bestimmten Regionen vermieden werden.

§ 24 Abs. 2 EEG 2023 existiert bereits seit dem EEG 2012 (neu), das diese Regelung gerade aufgrund der letztgenannten Prämisse eingeführt hatte. In der Zwischenzeit ergaben sich jedoch zahlreiche Änderungen bzw. neue Entwicklungen auf Bundes- und Landesebene, die aus BDEW-Sicht eine Neubewertung der Parameter für die Zusammenfassung nach § 24 Abs. 2 EEG 2023 erfordern:

2 Herausforderung

2.1 Künstliche Flächenverknappung

Die Abstandsregelung von zwei Kilometern führt zur ineffizienten Flächennutzung und behindert den Ausbau der Photovoltaik. Aus der 2-km-Abstandsregelung resultiert eine künstliche Flächenverknappung. Entsprechende Projektierer müssten einen 2-km-Abstand zwischen ihren Anlagen bzw. zu Anlagen anderer Projektierer halten, damit das Risiko der Überschreitung der 20 MW-Schwelle für diese Projekte ausgeschlossen wird. Damit werden theoretisch zur Verfügung stehende Flächen aus der Nutzbarkeit herausgenommen.

Insbesondere entlang von Autobahnen und Schienenwegen sorgt der durch die Abstandsregelung entstandene 2-km-Sperrbereich somit für einen kostentreibenden Parklayout von PV-FFA. Ein ursprünglich zusammenhängend entwickelter Solarpark muss in mehreren zeitlich versetzten Abschnitten realisiert werden. Diese gestufte Umsetzung ist mit erheblichen Mehrkosten verbunden: Erneute Entwicklungs-, Planungs-, Bau- und Finanzierungskosten fallen an und liegen deutlich über denen eines einmaligen Gesamtaufbaus. Zudem werden knappe Personalressourcen bei Projektentwicklern, Netzbetreibern und Genehmigungsbehörden über lange Zeiträume gebunden, wodurch Projekte faktisch zur Dauerbaustelle werden. Hinzu kommen zusätzliche Kosten durch mehrfach erforderliche Netzanschlüsse, Transformatoren und Infrastrukturmaßnahmen sowie das Risiko, dass für spätere Ausbaustufen keine ausreichenden Netzkapazitäten mehr zur Verfügung stehen.

Gleichzeitig sinkt die Planungssicherheit erheblich. Über lange Realisierungszeiträume steigt das Risiko von Konkurrenzprojekten im relevanten 2-km-Radius, die einen Zuschlag erhalten, die Anlage in Betrieb nehmen und damit erneut eine Blockade für weitere zwei Jahre auslösen

können. Dieses Risiko führt zu höheren Risikoaufschlägen in der Projektentwicklung und verschlechtert die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zusätzlich.

Darüber hinaus wird auch die Kombination von EEG-geförderten Anlagen mit PPA-Projekten erschwert. Da PPA-Anlagen innerhalb des 2-km-Radius in die Abstandsregelung einbezogen werden, müssen entsprechende EEG- und PPA-Anlagenteile zeitlich und technisch getrennt realisiert werden. Damit werden auch Projekte in der freien Vermarktung faktisch blockiert oder zumindest erheblich erschwert.

Diese ineffizienten Flächenausnutzung steht im Widerspruch zu der politisch gewünschten Bebauung dieser Flächen und führt unnötig zu erhöhten EEG-Förderkosten.

2.2 Risiken bei der Vergütungsfähigkeit

Falls ein Projektierer nicht rechtzeitig von einem weiteren PV-FFA-Projekt im zeitlichen und räumlichen Kontext der Anlagenzusammenfassung erfährt, droht entweder der Rutsch in die Ausschreibungspflicht, oder der vollständige Verlust der Vergütungsfähigkeit, wenn seine PV-FFA, addiert zur vorangegangenen PV-FFA, die 1 MW- bzw. die 20 MW-Grenze¹ überschreitet; die Anlage würde im ersten Fall ausschreibungspflichtig werden, ohne dass hierfür ein entsprechender Zuschlag existiert, oder im zweiten Fall trotz eines entsprechenden Zuschlags nicht mehr nach dem EEG förderbar.

2.2.1 Hürde bei PV-Anlagen unter der Ausschreibungsgrenze

Gemäß § 24 Abs. 1 und 2 i.V. mit § 22 EEG 2023 führt ein Überschreiten der unteren Grenze für die Ausschreibungspflicht von 1 MW zur Teilnahmepflicht an der EEG-Ausschreibung, um eine EEG-Förderung erhalten zu dürfen. Sollte in dem 2-km-Radius bereits eine PV-FFA in Betrieb gesetzt worden sein, ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass die kleinere, später geplante und in Betrieb genommene PV-FFA die 1 MW-Grenze zur Ausschreibungspflicht überschreitet, obwohl sie selber eine Leistung von weniger als 1 MW hat. Diese Anlage kann aber dann nicht an den EEG-Ausschreibungen teilnehmen, da diese PV-FFA die Anforderung an die Mindestgröße für Gebote in Ausschreibungen (über 1 MW) nicht erfüllt. Diese Problematik wird

¹ Aufgrund des beihilferechtlichen Vorbehalts in § 101 EEG 2023 ist die durch das „Solarpaket 2024“ eingeführte 50 MW-Grenze bislang noch nicht anwendbar.

verschärft durch die teilweise mangelhafte Informationslage beim Anlagenbetreiber, die v.a. auf entsprechenden landesrechtlichen Privilegierungen basiert (s. nachfolgend unter 2.2.3).

2.2.2 Wegfall der EEG-Förderung durch Überschreitung der maximalen Gebotsgröße

Der BDEW sieht erhebliche Risiken bei der Umsetzung der Regelung zur Anlagenzusammenfassung speziell hinsichtlich der Überschreitung der 20 MW-Grenze. Beispielsweise können sich zwei oder mehrere PV-Vorhaben durch die Maßgabe ihrer Zusammenfassungspflicht gegenseitig „blockieren“ und die Förderfähigkeit ihrer Projekte untereinander streitig machen.

Für jede Freiflächenanlage muss die zuständige Gemeinde eine Baugenehmigung ausstellen, wenn die Anlage nicht durch entsprechendes Landesrecht genehmigungsfrei gestellt worden ist. Die Geltungsdauer dieser Baugenehmigungen ist normalerweise zeitlich befristet. Diese Gemeinde weiß folglich, wann welche Freiflächenanlagen innerhalb ihres Gemeindegebietes eine Baugenehmigung erhalten, und in welcher Zeitdauer sie errichtet und in Betrieb genommen werden dürfen und müssen.

2.2.3 Herausforderung in der Projektentwicklung und Netzanschlussreservierung

Die zeitliche Befristung von Baugenehmigungen steht in einem Spannungsverhältnis zur Regelung der Anlagenzusammenfassung. Zum einen kann die regelmäßig für Baugenehmigungen gesetzte Realisierungsfrist von 24 Monaten mit der gleichlautenden Frist in § 24 Abs. 2 EEG 2023 kollidieren. Das stellt den Projektierer vor die Entscheidung, entweder die Anlage innerhalb der 24 Monate in Betrieb zu nehmen, aber wegen zeitlicher Kollision mit einer früheren Anlage innerhalb der Parameter des § 24 Abs. 2 EEG 2023 aus der EEG-Förderung herauszufallen, oder die Baugenehmigung nutzlos auslaufen zu lassen, damit mit einer Folge-Genehmigung wieder für dasselbe Projekt, allerdings deutlich später, eine EEG-Förderung erreicht werden kann. Dies führt zu einer deutlichen Verzögerung des EE-Ausbaus auf Flächen, die der Gesetzgeber eigentlich für diesen Zweck vorgesehen hatte.

Das durch § 24 Abs. 1 und 2 EEG 2023 vorgegebene Abwarten von 12 bzw. 24 Monaten führt außerdem zu erheblichen Unsicherheiten in der Projektentwicklung für den Betreiber der PV-FFA. Innerhalb dieses Zeitraums können sich zentrale Projektparameter maßgeblich verändern: Komponenten sind unter Umständen nicht mehr verfügbar oder wirtschaftlich, technologische Entwicklungen machen eine ursprünglich geplante Auslegung obsolet, und die Wirtschaftlichkeitsannahmen des Projekts verlieren ihre Grundlage.

Besonders kritisch ist zudem die Situation im Hinblick auf den Netzanschluss. Der ursprünglich zugesagte Netzverknüpfungspunkt kann bis zum Ablauf der 24 Kalendermonate entfallen oder anderweitig vergeben werden. Damit besteht die reale Gefahr, dass ein Projekt trotz bestehender Genehmigungen und eines erfolgreichen Zuschlags faktisch nicht mehr realisierbar ist.

Die Regelung zur Anlagenzusammenfassung wirkt sich insofern projektverzögernd aus und erhöht das Realisierungsrisiko erheblich – insbesondere für PV-Freiflächenanlagen mit komplexer Planungs- und Anschlussstruktur.

2.2.4 Mangelnde Informationen bezüglich bereits geplanter Vorhaben

Um zu erfahren, ob die Leistungsgrenze von 20 MW mit dem neuen PV-FFA-Projekt überschritten wird oder werden könnte, könnten die Projektierer bzw. Anlagenbetreiber den Eingang entsprechender Genehmigungsanträge bei der zuständigen Gemeinde bzw. die Vorlage von bereits erteilten Genehmigungen folglich bei dieser Gemeinde abfragen, um nicht über den Schwellenwert hinweg zu kommen, bzw. um zwei Jahre zu warten, bis sie die Anlage in Betrieb nehmen. Im Falle einer kommunikationsfähigen und -willigen Gemeinde sollte das daher funktionieren, denn keine Gemeinde will, dass sie Gewerbesteuereinnahmen sowie Geld aus den jeweiligen Beteiligungsgesetzen daraus verliert, dass eine PV-Freiflächenanlage trotz Baugenehmigung nicht auf ihrem Gemeindegebiet errichtet wird.

Allerdings weist der BDEW darauf hin, dass selbst für die Gemeinde in der Planungsphase bzw. zum Zeitpunkt der EEG-Gebotsabgabe oftmals nicht ersichtlich ist, ob andere PV-Vorhaben im Umkreis von zwei Kilometern geplant oder umgesetzt werden. Dies gilt insbesondere für Bundesländer wie Bayern und Baden-Württemberg, in denen im Außenbereich privilegierte PV-FFA zudem nach den entsprechenden Landesbauordnungen verfahrensfrei gestellt sind. Das bedeutet, dass für diese PV-Vorhaben keine Baugenehmigung benötigt werden. Der Planer muss insoweit dann prüfen, ob an die Stelle einer Baugenehmigung in diesen Fällen nun eine Anzeigepflicht des Anlagenbetreibers gegenüber der Gemeinde getreten ist, damit die Gemeinde nach erfolgter Anzeige dem Planer gegenüber Auskunft über eine andere, sich innerhalb der Gemeinde befindliche PV-FFA geben kann.

Das Thema Verfahrensfreistellung für (privilegierte) PV-FFA wird aktuell zurecht in vielen weiteren Bundesländern unter dem Aspekt des Bürokratieabbaus diskutiert. Nichtsdestotrotz führt es bei der Regelung der Anlagenzusammenfassung zur schlechteren Einschätzbarkeit über die bereits in den vergangenen 24 Kalendermonaten installierten MW im zwei Kilometer-Radius. Im Sinne des Bürokratieabbaus schlägt der BDEW – gekoppelt an eine generelle Anzeigepflicht entsprechender PV-FFA² – eine digitale Monitoring-Möglichkeit von entsprechend betroffenen Betreibern von PV-FFA vor. Die oben genannten Risikofaktoren (verfügbare Komponenten,

² Dies müsste dann in entsprechenden Landesbauordnungen der Länder umgesetzt werden.

Wirtschaftlichkeit des Projektes und Netzverknüpfungspunkt) können nur mit einem entsprechenden Informationsumfang aufgehoben werden. Aktuell ist dies dennoch nicht gegeben.

Durch die Anlagenzusammenfassung besteht akute Gefahr, dass ein Errichter bzw. Betreiber einer PV-FFA unwissentlich die maximal zulässige Anlagengröße von aktuell 20 MW innerhalb derselben Gemeinde überschreitet und dass er dadurch zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Förderfähigkeit für seine Anlage verliert. Die später umgesetzte Anlage kann dann trotz erfolgreichem EEG-Zuschlag diesen nicht mehr nutzen, weil sie von der BNetzA für diese Anlage keine Zahlungsberechtigung erhält (§ 38a Abs. 1 Nr. 1 Nr. 5 a) EEG 2023). Wenn die später hinzukommende Anlage hingegen der Frist von 24 Monaten ausweichen möchte, kann es sein, dass sie ihrerseits die für Solaranlagen des ersten Segments geltende Realisierungsfrist nach § 37e EEG 2023 nicht einhält, mit der Wirkung des Erlöschens des entsprechenden Zuschlags. Zudem verliert der Bieter bzw. Anlagenbetreiber neben der EEG-Förderung für eine bereits bezuschlagte Solaranlage auch noch mangels Realisierung derselben seinen Anspruch auf Rückerstattung der Sicherheitsleistung. Für einen Zuschlag im Umfang von 20 MW würde dies neben dem Wegfall der Förderfähigkeit einen finanziellen Verlust der Sicherheitsleistung in Höhe von insgesamt 1.000.000 Euro bedeuten.

3 Politische Relevanz

Der Bau von PV-FFA entlang von Verkehrswegen ist aufgrund der Vorbelastung der Flächen politisch gewünscht. In einem Korridor von 200m entlang von Autobahnen und zweigleisigen Schienenwegen gilt eine bauplanungsrechtliche Privilegierung aufgrund von § 35 BauGB.

Im [Koalitionsvertrag](#) wird besonders auf Flächenschonung bei der Solarenergie geachtet. Zudem sollen hiernach die Möglichkeiten der Doppelnutzung, wie zum Beispiel bei Agri-PV, erleichtert werden.

Darüber hinaus führt der anhaltende Ausbau der Photovoltaik dazu, dass die Thematik der Anlagenzusammenfassung zunehmend an Bedeutung gewinnt. Damit gehen potenziell erhebliche wirtschaftliche Risiken einher, deren Höhe derzeit nicht abschließend quantifizierbar ist. In Zeiten konjunktureller Abschwächung ist es für Unternehmen aller Größen besonders wichtig, Ressourcen effizient einzusetzen und Fehlinvestitionen zu vermeiden.

Im ungünstigsten Fall kann es zu konkurrierenden Projektentwicklungen innerhalb eines räumlich engen Bereichs kommen, etwa wenn mehrere Projektierer parallel innerhalb eines Radius von zwei Kilometern innerhalb derselben Gemeinde tätig sind, ohne dass die Projektierer untereinander von den entsprechenden Projekten wissen. Scheitert in diesem Zusammenhang eines der Projekte aufgrund von § 24 Abs. 2 EEG 2023 oder verschlechtert sich dessen wirtschaftliche Tragfähigkeit erheblich, können daraus substanzielle wirtschaftliche Verluste

resultieren. Im Extremfall kann dies bis hin zu Unternehmensinsolvenzen führen und den Verlust von Arbeitsplätzen nach sich ziehen.

Vor diesem Hintergrund und unter Berücksichtigung der vorstehend unter Nr. 2.2 genannten weiteren Gründe hält der BDEW eine Anpassung der Regelung bei der Anlagenzusammenfassung für sinnvoll. Der BDEW plädiert für einen Wegfall der Anlagenverklammerung auf den nach § 35 BauGB privilegierten Flächen. Zudem sollten Agri-PV und andere Doppelnutzungsprojekte („besondere Solaranlagen“) aus der Regelung der Anlagenzusammenfassung ausgenommen werden. Beides gilt dann sowohl für Solaranlagen mit einer Leistung bis 1 MW als auch für solche mit einer größeren Leistung, damit durch eine Zusammenrechnung entsprechender Anlagen die 1 MW-Schwelle für die Ausschreibungspflicht auch für kleinere Anlagen nicht überschritten wird.

4 Anpassungsvorschlag

Der BDEW schlägt folgende Änderungen im Sinne der effizienten Flächennutzung vor (Änderungen hervorgehoben):

§ 24 Abs. 2 EEG 2023

„(2) Unbeschadet von Absatz 1 Satz 1 stehen mehrere Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Anlagengröße nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 oder Absatz 3 Satz 2 oder § 38a Absatz 1 Nummer 5 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator einer Anlage gleich, wenn sie

1. innerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass eines Bebauungsplans zuständig ist oder gewesen wäre, errichtet worden sind und
2. innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern Luftlinie, gemessen im Fall von Freiflächenanlagen vom äußeren Rand der jeweiligen Anlage und im Fall von Windenergieanlagen von der Turmmitte der jeweiligen Anlage, in Betrieb genommen worden sind.

Satz 1 findet keine Anwendung auf Solaranlagen auf einer Fläche nach § 35 Absatz 1 Nummer 8 Buchstabe b des Baugesetzbuchs, sowie auf Solaranlagen im Sinne des § 37 Absatz 1 Nummer 3 und § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5. Zum Zweck der Ermittlung der Anlagengröße von Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 und Freiflächenanlagen von Bürgerenergiegesellschaften nach § 22 Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 ist Satz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass nur Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften zu berücksichtigen sind.“

Ansprechpartnerin/Ansprechpartner

Josefine Zabka

Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration

T +49 30 300199-1318 M +49 173 3263688 ·
josefine.zabka@bdew.de

Christoph Weißenborn

Abteilung Recht

T +49 30 300 199-1514 · M +49 172 310 04 56 ·
christoph.weissenborn@bdew.de